

Charakterystyka pracy instalacji fotowoltaicznej trójpłaszczyznowej małej mocy – studium przypadku

Streszczenie. W artykule zaprezentowano specyfikę pracy instalacji fotowoltaicznej zainstalowanej na dachu budynku jednorodzinnej, która charakteryzuje się ułożeniem paneli fotowoltaicznych w trzech grupach, przy czym każda z tych grup ma inną orientację kierunkową. Przedstawiono kształtowanie się krzywej generacji tej instalacji oraz osiągnięte wartości generowanej energii elektrycznej. Wybrane aspekty pracy tej instalacji porównano z innymi instalacjami, w tym charakteryzującymi się jedną płaszczyzną ułożenia paneli.

Abstract. This paper presents the specifics of the operation of a photovoltaic installation installed on the roof of a detached house, which is characterized by the arrangement of photovoltaic panels in three groups, each group having a different directional orientation. The development of the generation curve of this installation and the achieved values of the generated electricity are presented. Selected aspects of the performance of this installation are compared with other installations, including those characterized by a single plane arrangement of panels. (**Operation characteristics of a low power three-plane photovoltaic installation - a case study.**)

Słowa kluczowe: instalacje fotowoltaiczne, krzywa generacji, osiągi instalacji fotowoltaicznych, orientacja paneli fotowoltaicznych.

Keywords: photovoltaic installations, generation curve, performance of photovoltaic installations, orientation of photovoltaic panels.

Wstęp

Duża liczba instalacji fotowoltaicznych, jaka pojawiła się w ostatnich latach w sieciach niskiego napięcia, przyczyniła się do wystąpienia w pracy tych sieci pewnych problemów napięciowych. Doprowadziło to do potrzeby analizy tych problemów i zaproponowania pewnych środków zaradczych możliwych do wprowadzenia [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7].

W wielu rozważaniach dotyczących analiz związanych z pracą instalacji fotowoltaicznych w sieci niskiego napięcia przyjmuje się krzywą generacji typową dla elektrowni fotowoltaicznej składającej się z paneli układanych w jednej lub kilku grupach, ale charakteryzujących się skierowaniem w najbardziej optymalnym kierunku geograficznym (na południe) i nachylenych pod najkorzystniejszym kątem względem płaszczyzny ziemi. Instalując instalację fotowoltaiczną (PV) dążymy do uzyskania jej jak największej sprawności. Staramy się więc skierować ją w najbardziej korzystnym kierunku (azymut 180° - kierunek południowy [8, 9, 10]) i pochylić pod jak najkorzystniejszym kątem względem powierzchni ziemi (około $30^\circ \div 45^\circ$ - dla Polski i krajów leżących na tej samej szerokości geograficznej [8, 9, 10, 11]). O ile takie ustawienie w przypadku paneli umieszczonych na ziemi jest możliwe, o tyle w przypadku elektrowni instalowanych na dachach budynków już niekoniecznie. W szczególności problem ten dotyczy dachów nie będących dachami prostymi, gdzie panele układa się na powierzchniach dachowych, przez co zarówno ich nachylenie, jak i azymut jest ściśle powiązany z nachyleniem i azymutem danej powierzchni dachowej.

Tym samym nie mała grupa instalacji, w szczególności tych zlokalizowanych na dachach budynków jednorodzinnych, charakteryzuje się nie tylko różną orientacją paneli w zakresie kierunków świata, ale również tym, że panele układane są na dwóch lub nawet większej liczbie płaszczyzn dachowych, skierowanych w różnych kierunkach geograficznych i nachylenych pod różnymi kątami. To wszystko przyczynia się do tego, że taka instalacja praktycznie nie ma szans na uzyskanie poziomu mocy zbliżonego do sumy mocy znamionowych zainstalowanych paneli. Z jednej strony wynika to z niekoniecznie najkorzystniejszego ukierunkowania całej instalacji. Z drugiej strony, w instalacji składającej się z kilku różnie ukierunkowanych płaszczyzn, zawsze tylko część paneli jest ustawiona pod względnie korzystnym kątem w odniesieniu do słońca (największa możliwa generacja),

podczas gdy pozostałe w tym samym momencie mają dużo gorsze warunki pracy, a co za tym idzie generują mniejszą moc.

Lepsze odwzorowanie pracy instalacji fotowoltaicznych małej mocy pozwoli na dokładniejszą analizę pracy sieci niskiego napięcia w zakresie analiz napięciowych i obciążeniowych, a w szczególności pozwoli na określenie rzeczywistej osiągniętej przez takie instalacje mocy, w porównaniu do mocy znamionowej samego generatora PV (będącej sumą mocy paneli).

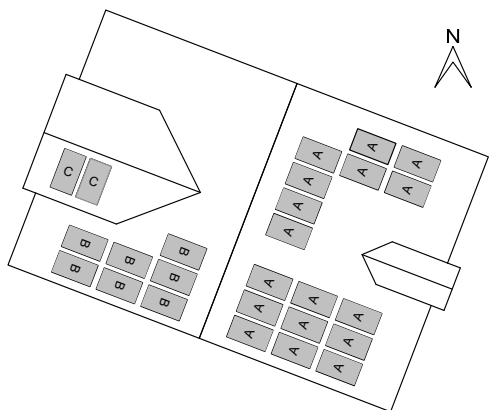
Charakterystyka instalacji

Analizowana instalacja została zainstalowana w lipcu 2020 roku, a uruchomiono ją w sierpniu tego samego roku. Instalacja znajduje się w województwie pomorskim. W skład instalacji wchodzi 26 paneli fotowoltaicznych, każdy o mocy nominalnej 340 Wp, co daje moc znamionową generatora PV na poziomie 8,84 kWp. Wykonawca do tej instalacji dobrał falownik o mocy 8 kW. Instalacja pracuje jako on-grid, czyli sprzężona z siecią elektroenergetyczną.

Generator PV stanowi wspomniane 26 paneli, zgrupowanych na trzech płaszczyznach dachowych. Układ paneli na powierzchni dachowej zobrazowano na rysunku 1. Każda z tych płaszczyzn nachylona jest pod takim samym kątem, wynoszącym 43° . Na pierwszej płaszczyźnie, skierowanej w azymucie 111° (kierunek wschodni z odchyleniem na południe) znajduje się 17 paneli (panele oznaczone literą A), na drugiej – azymut 291° (kierunek zachodni z odchyleniem na północ) jest 7 paneli (panele B), a ostatnią grupę stanowią 2 panele (panele C) w azymucie 201° (południe z odchyleniem na zachód) zainstalowane na tzw. kukułce – jest to w tym przypadku kierunek najkorzystniejszy, ale ze względu na małą dostępną powierzchnię dachu na tej płaszczyźnie większej liczby paneli nie można było zainstalować.

Układ paneli, oraz fakt, że w okresach od jesieni do wiosny panele znajdujące się najniżej są po wschodzie lub przed zachodem słońca w częściowym zacięciu, przyczyniły się do zastosowania w instalacji optymalizatorów mocy. Dzięki nim wszystkie panele mogą pracować połączone szeregowo, oddając do instalacji całą wytworzoną w danym momencie moc (nie ma ograniczenia generacji w panelach nasłonecznionych przez panele zacięzione). Dodatkowym czynnikiem, wpływającym na zainstalowanie optymalizatorów było również zwiększone

bezpieczeństwo instalacji. W przypadku awarii instalacji (zwarcie, brak napięcia w obwodzie DC, brak napięcia w obwodzie AC) optymalizatory ograniczają napięcie generowane przez panele do wartości bezpiecznych.



Rys.1. Zobrazowanie układu paneli na powierzchni dachowej wraz z orientacją geograficzną budynku (litery A, B i C oznaczają przynależność panelu do konkretnej grupy / płaszczyzny dachu)

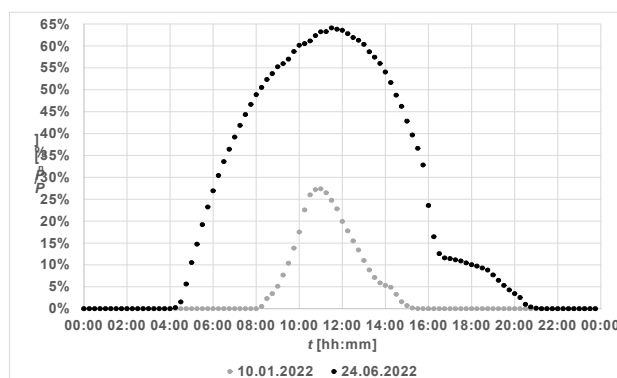
W okresie dwóch lat pracy instalacji rejestrowana była moc średnia 15-minutowa falownika oddawana do sieci nn, a także ilość wprowadzanej w każdym dniu do instalacji budynku energii elektrycznej. Dostępny był również bieżący podgląd wartości skutecznych napięć i prądów zarówno po stronie AC, jak i DC (ale nie był rejestrowany).

Krzywa generacji

Podstawowym elementem charakteryzującym daną instalację fotowoltaiczną jest jej krzywa generacji. Jest ona zależna m.in. od kilku zmiennych czynników (poziom zachmurzenia, dzień roku – położenie słońca na niebie, poziom zabrudzenia paneli, bieżąca sprawność paneli, zacielenia itp.). Krzywe wyznaczone dla poszczególnych dni w czasie eksploatacji instalacji potrafią się zasadniczo od siebie różnić. W praktyce do analiz pracy sieci elektroenergetycznej najczęściej przyjmuje się krzywe wyznaczone dla dni słonecznych w najkorzystniejszym okresie roku (czerwiec – najdłuższe dni). Na rysunku 2 zaprezentowano dwie krzywe wyznaczone dla omawianej instalacji, pierwsza dla przykładowego dnia słonecznego w okresie zimy (dane pomiarowe z dnia 10.01.2022.) oraz lata (dane pomiarowe z dnia 24.06.2022.).

Pierwszą rzeczą, na którą można zwrócić uwagę, jest fakt, że maksima generacji na obu tych krzywych są względem siebie przesunięte o godzinę. Wynika to z faktu, że w czasie rejestracji zapisywane wartości mocy odnoszone były do obowiązującego w tym momencie czasu (czas zimowy – czas letni). Kształt krzywych generacji tej instalacji nieco odbiega od typowego, przypominającego dzwon. Tę różnicę widać w godzinach popołudniowych, gdzie widoczne jest na krzywej generacji odkształcenie, które można określić mianem „ogona”. Tę niesymetrię krzywej generacji względem wartości maksymalnej można uzasadnić tym, że trzy grupy paneli (A, B i C) analizowanej instalacji nie są skierowane w tym samym kierunku geograficznym, ale w różnych kierunkach, i zawierają różną liczbę paneli. Dominujący wpływ na kształtowanie tej krzywej w omawianej instalacji ma pierwsza grupa paneli, która równocześnie jest najliczniejsza. Tzw. „ogon” pojawia się w momencie, gdy dominującą rolę w generacji przejmuje grupa druga paneli (układ względem słońca korzystniejszy). Wpływ grupy trzeciej, składającej się tylko z dwóch paneli, na tych przebiegach nie jest zauważalny (mała liczba paneli, a tym samym mały ich udział w mocy

całej instalacji), co nie oznacza, że jej nie ma. W praktyce cała ta krzywa składa się z trzech krzywych generacji, po jednej dla każdej z grup paneli, których maksima, początki jak i końce, są względem siebie poprzesuwane. To przesunięcie wynika z kąta, pod jakim słońce pada na daną grupę paneli w określonym momencie czasowym, bowiem ten czynnik decyduje o wartości uzyskanej generacji mocy w panelach tworzących tę grupę. Maksimum generacji w danej grupie paneli wystąpi zawsze w tym momencie, kiedy słońce będzie na nią padało pod najkorzystniejszym, z jej punktu widzenia, kątem, co z racji różnego ukierunkowania poszczególnych grup paneli zachodzi w różnym czasie. Efektem omawianego zjawiska jest to, że maksimum generacji nie ma miejsca w chwili, gdy słońce znajduje się najwyżej na niebie, ale wtedy, gdy ustawia się najkorzystniej względem pierwszej grupy paneli (najliczniejszej - A).



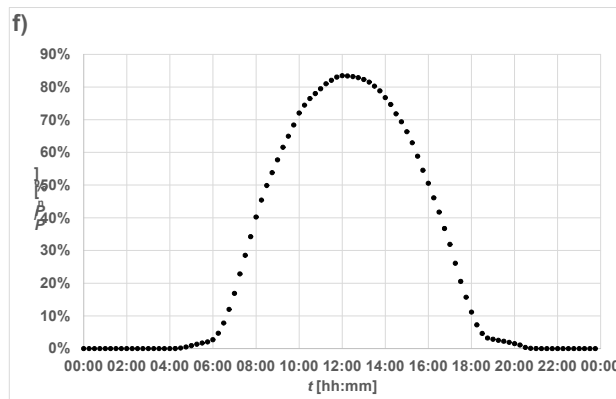
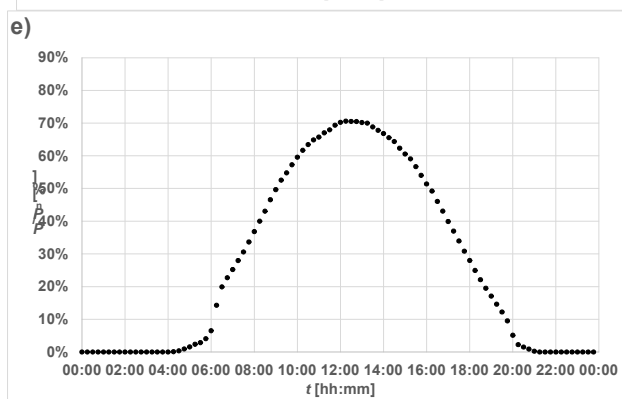
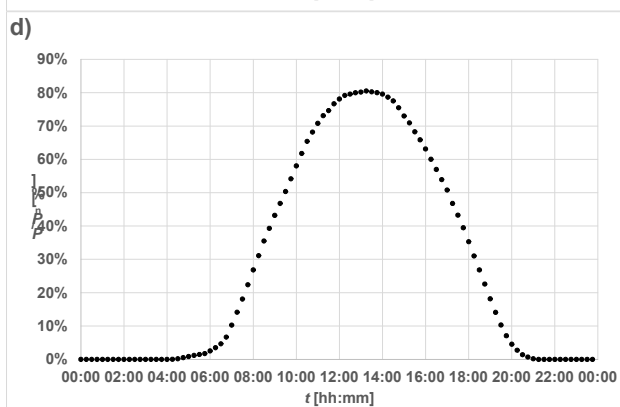
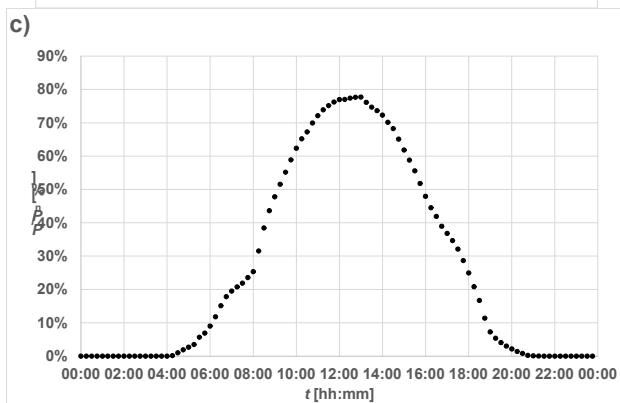
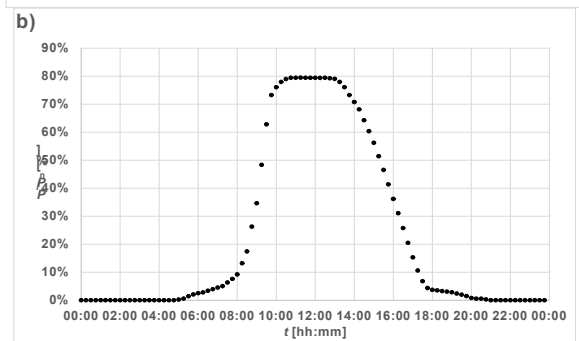
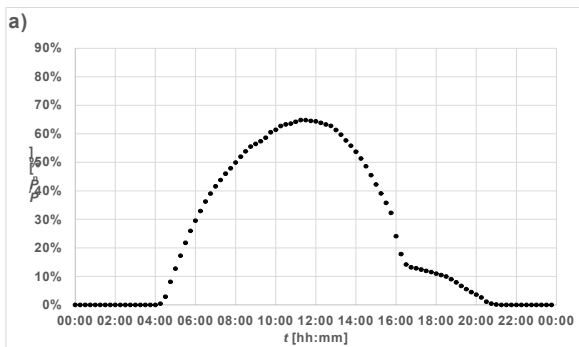
Rys.2. Krzywe generacji wyznaczone dla słonecznego dnia zimowego oraz letniego

W celu szerszej analizy krzywej generacji omawianej instalacji porównano ją, wyznaczoną dla określonego dnia, z krzywymi pięciu innych instalacji znajdujących się na terenie tego samego województwa. W celu możliwie najlepszego porównania generacji mocy wybrano taki dzień, w którym nie wystąpiło zachmurzenie nad którąkolwiek z nich – takie warunki zaistniały w dniu 17.06.2021. Krzywe generacji z tego dnia zaprezentowano na rysunku 3.

Parametry instalacji porównawczych zestawiono w tabeli 1.

Spośród instalacji posiadających optymalizatory mocy i znajdujących się w tym samym rejonie kraju, co instalacja omawiana, których dane były dostępne i kompletne, do porównania wytypowano pięć instalacji. Trzy z nich to instalacje jednopłaszczyznowe, z czego dwie skierowane były na południe (lokalizacje C, Z), a jedna z pewnym odchyleniem w kierunku zachodnim (lokalizacja R) oraz dwie wielopłaszczyznowe, jedna składająca się z dwóch grup paneli (lokalizacja N), a druga trzech (lokalizacja S).

Porównanie krzywych generacji tych instalacji wskazuje od razu na pewną różniącą je cechę – omawiana instalacja charakteryzuje się znacznie mniejszą osiąganą mocą maksymalną, niż pozostałe, w odniesieniu do mocy znamionowej generatora PV. W analizowanym dniu, w najlepszym punkcie pracy osiąga poziom 65% mocy znamionowej generatora fotowoltaicznego, podczas gdy instalacje jednopłaszczyznowe przekraczają 80%. Pozostałe instalacje wielopłaszczyznowe osiągają moc maksymalną na poziomie 78% oraz 71%.



Rys.3. Krzywe generacji uzyskane w dniu 17.06.2021.: a) omawiana instalacja, b) instalacja w lokalizacji C, c) instalacja w lokalizacji N, d) instalacja w lokalizacji R, e) instalacja w lokalizacji S, f) instalacja w lokalizacji Z

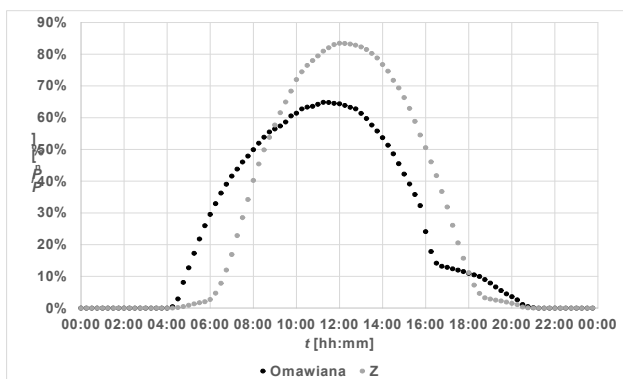
Tabela 1. Parametry instalacji porównawczych

Oznaczenie lokalizacji	Moc generatora PV [kWp] / falownika [kW]	Nachylenie paneli [°]	Azymuty grup paneli [°]	Uwagi
C	3,78 / 3	30	180	Częściowe zacinienie.
N	9,75 / 9	45	125 215	-
R	9,94 / 10	54	195	-
S	19,72 / 20	15	90 180 270	-
Z	5,61 / 5	38	180	-

Zjawisko to, w którym charakterystyki instalacji wielopłaszczyznowych są niższe, jest w pełni zrozumiałe, ponieważ przynajmniej część ich paneli jest mniej korzystnie ukierunkowana. Wpływa to ogólnie na zmniejszenie uzyskiwanej mocy maksymalnej instalacji, a do tego maksymalne moce uzyskiwane w poszczególnych panelach rozmieszczonych na różnych płaszczyznach dachu nie występują w tym samym czasie, a więc nie będzie dochodziło do ich sumowania w falowniku.

W celu lepszego porównania krzywej generacji mocy omawianej instalacji z krzywą „idealną”, nałożono na siebie krzywą analizowanej instalacji oraz instalacji z lokalizacji Z, jako najkorzystniej ukierunkowanej względem kierunków geograficznych, czego efekt zaprezentowano na rysunku 4.

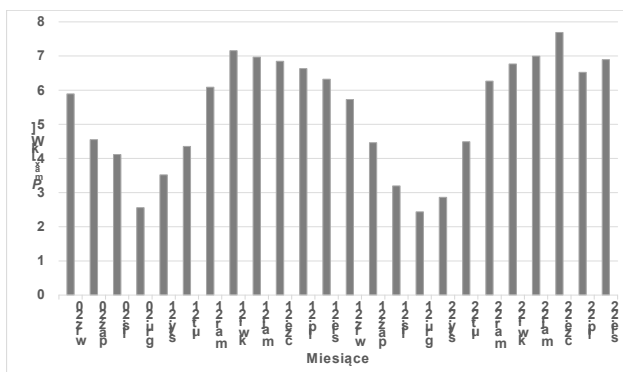
Porównując obie krzywe wyraźnie widać okresy, w których osiągi danej instalacji są lepsze. I tak w godzinach rannych (do około 9) lepsze osiągi ma omawiana instalacja, podobnie w godzinach wieczornych (po 18). Wynika to z lepszego usytuowania części paneli w tym czasie względem słońca, co pozwala im uzyskać większą generowaną moc, w porównaniu do instalacji „wzorcowej”. Jednakże w godzinach najsilniejszego operowania słońca, zdecydowanie lepsze osiągi ma instalacja „wzorcowe”. Przede wszystkim dlatego, że wszystkie jej panele są korzystniej ustawione względem słońca, niż w instalacji analizowanej, gdzie w tym czasie w zasadzie tylko dwa panele charakteryzują się podobnym ukierunkowaniem, a pozostałe niestety już nie. Przekłada się to na ilość wytworzonej w takiej instalacji energii elektrycznej. Należy tu zaznaczyć, że analizie poddano dane uzyskane dla jednego z najdłuższych dni w roku. W przypadku dni krótszych, np. zimowych, okresy efektywniejszej pracy omawianej instalacji w zasadzie zanikają, ze względu na późne wschody i wczesne zachody słońca.



Rys.4. Nalożenie na siebie krzywych generacji mocy omawianej instalacji oraz instalacji z lokalizacji Z (jako krzywej „idealnej”)

Osiągane moce maksymalne

W poprzednim punkcie zaprezentowano krzywe generacji, a tym samym wartości mocy 15-minutowych, osiągniętych przez instalację w określonych dniach. Jak już wspomniano, rejestracja tych mocy prowadzona była w okresie dwóch lat. Dzięki temu można sprawdzić, jakie maksymalne moce 15-minutowe zostały w tym okresie zarejestrowane. W tym celu określono maksymalną zarejestrowaną moc 15-minutową dla każdego miesiąca pracy instalacji. Uzyskany wykres mocy maksymalnych 15-minutowych zaprezentowano na rysunku 5.

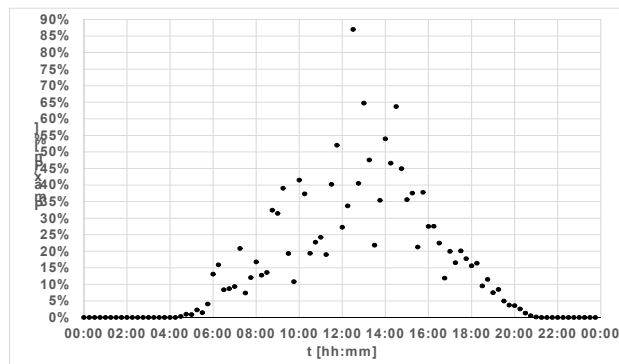


Rys.5. Maksymalne moce 15-minutowe zarejestrowane w analizowanej instalacji w poszczególnych miesiącach jej pracy

W całym analizowanym okresie największa z zarejestrowanych wartości mocy 15-minutowych wystąpiła w czerwcu 2022 roku i osiągnęła poziom 7,69 kW, druga co do wartości została zarejestrowana w kwietniu 2021 roku i osiągnęła poziom 7,16 kW. Co ciekawe, największe wartości mocy nie były zarejestrowane w dniach z dobrą (słoneczną) pogodą, ale w warunkach pogodowych nieco gorszych (m.in. z obecnością zachmurzenia). Wydatnie wskazuje na to krzywa generacji analizowanej instalacji, jaką zarejestrowano w dniu osiągnięcia największej wartości generowanej mocy (14.06.2022.), którą przedstawiono na rysunku 6.

Widoczne na rysunku 6 zmiany wartości mocy 15-minutowych jednoznacznie wskazują na występowanie w tym dniu okresowego zachmurzenia. Rzeczywiście dzień ten charakteryzował się występowaniem wiatru i okresowego zachmurzenia, zaliczony został do dni chłodnych (jak na tę porę roku), a do tego rejestrowane były przelotne opady deszczu. Co ciekawe inne dni, w których również rejestrowano jedne z najwyższych wartości mocy 15-minutowych w tej instalacji również charakteryzował podobny typ pogody (nie zawsze obecne były jedynie przelotne opady deszczu, aczkolwiek deszcz zarejestrowano w większości przypadków w dniu

poprzedzającym). Podobne zmiany mocy widoczne są również na krzywych generacji dla dni z różną pogodą zaprezentowanych w [12].



Rys.6. Wartości mocy 15-minutowych odniesione do mocy znamionowej generatora PV zarejestrowane w dniu 14.06.2022

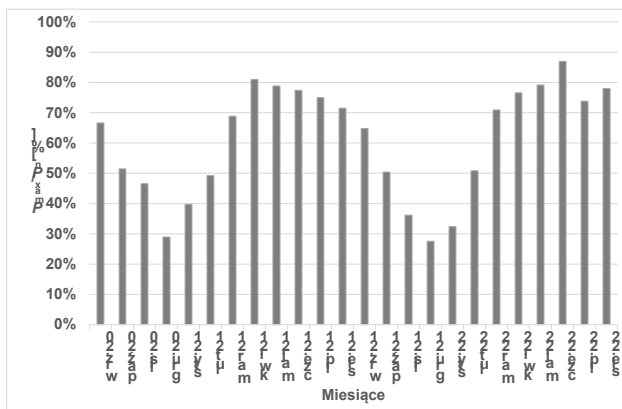
Wytlumaczenie tego zjawiska kryje się w specyfice pracy paneli - wzrost ich temperatury wpływa na ograniczenie generacji mocy [13]. W przypadku takiego dnia, jak opisywany, panele są dość dobrze chłodzone (wiatr, niższa temperatura powietrza), a do tego nie pracują cały czas z dużą wartością mocy (zachmurzenie), co sprawia, że ich temperatura jest niższa. W tym momencie wystąpienie dłuższej przerwy w zachmurzeniu przyczynia się do wzrostów osiągniętych wartości mocy, pozwalając na uzyskanie w stosunkowo krótkim czasie (kilka-kilkanaście minut) większych wartości mocy, niż w porównaniu do dnia, kiedy panele pracują równomiernie (słońce nie jest przysłaniane). Dodatkowo czynnikiem sprzyjającym temu zjawisku jest fakt zmycia pyłów i innych drobnych zabrudzeń z paneli przez padający deszcz.

Porównano osiągi analizowanej instalacji z dwóch dni, tj. tego z maksymalną osiągniętą mocą 15-minutową oraz słonecznego (omówionego w pkt. 3). W zakresie osiągniętej mocy maksymalnej, w dniu 14.06. uzyskano poziom 7,69 kW (87% wartości mocy znamionowej generatora PV), a w dniu 17.06. 5,93 kW (65%). Jeżeli jednak zestawimy wygenerowaną w danych dniach energię, to mamy odpowiednio 14.06. - 34,4 kWh oraz 17.06. - 52,7 kWh. Z zaprezentowanych danych jednoznacznie wynika, że maksymalna moc elektrowni PV nie musi być powiązana z dniem o największej generacji energii elektrycznej. Obserwacja ta wskazuje jeszcze na kolejny problem – w sieci niskiego napięcia, w której znajduje się duża liczba elektrowni fotowoltaicznych małej mocy, w przypadku zmiennych warunków pogodowych może występować duża zmienność wartości napięcia w sieci w krótkim czasie. Wynikać to będzie z faktu, że na stosunkowo małym obszarze okresy słoneczne i zachmurzenia pojawiać się będą praktycznie w tym samym momencie, co przyczyni się do osiągania w tych samych okresach czasu największych mocy w każdej z instalacji PV, która znajduje się w danym obszarze, a więc potencjalnie w tej samej sieci niskiego napięcia. Zakres tej zmienności może być większy, niż zmienność napięcia w tej samej sieci w dniu w pełni słonecznym, a do tego będzie zachodził ze zdecydowanie większą dynamiką.

W celu porównania zarejestrowanych mocy maksymalnych 15-minutowych dla poszczególnych miesięcy odniesiono ich wartości do mocy znamionowej generatora PV i uzyskane wartości zestawiono na rys. 7.

Z zaprezentowanego na rysunku 7 zestawienia wynika, że największa z uzyskanych mocy 15-minutowych w analizowanej instalacji stanowiła 87% mocy znamionowej

jej generatora. Odnosząc tę maksymalną moc do mocy zainstalowanego falownika należy stwierdzić, że został on obciążony na poziomie 96% swojej mocy znamionowej.



Rys.7. Maksymalne moce 15-minutowe zarejestrowane w analizowanej instalacji w poszczególnych miesiącach jej pracy odniesione do mocy znamionowej całego generatora PV

Osiągana generacja energii elektrycznej

Następnym z wyznaczników pracy instalacji jest generowana energia elektryczna. Z punktu widzenia właściciela instalacji, ten aspekt jest najbardziej istotny.

W fazie projektowania omawianej instalacji została dla niej określona przez wykonawcę spodziewana roczna produkcja energii na poziomie 7920 kWh. Obliczenia własne Autora, przeprowadzone w oparciu o ogólnie dostępne narzędzie PVGIS tool [14] przy założeniu 10% strat mocy w instalacji, wskazały wysokość rocznej produkcji energii na poziomie 7288 kWh. Obliczenia te wykonano z uwzględnieniem ukierunkowania poszczególnych grup paneli analizowanej instalacji PV. Produkcję energii w omawianej instalacji w poszczególnych miesiącach analizowanego okresu czasu prezentuje rysunek 8.

W okresie pierwszego roku pracy (01.09.2020 – 31.08.2021) instalacja wyprodukowała 7207 kWh energii elektrycznej, w następnym roku natomiast 7777 kWh. Średnia wartość rocznej wytworzonej energii elektrycznej to 7492 kWh. Uzyskana wartość średnia generacji jest najbardziej zbliżona do wyliczeń własnych Autora, natomiast instalacja w omawianym okresie nie osiągnęła wartości generacji podanej przez dostawcę instalacji.

Najlepszym miesiącem roku jest czerwiec, kiedy to zostało wytworzone odpowiednio 1336 kWh oraz 1202 kWh (jest to spodziewane, ponieważ w tym okresie mamy zarówno najdłuższe dni w roku, jak i pogoda sprzyja generacji). Najmniejsze wartości wyprodukowanej z instalacji PV energii elektrycznej zarejestrowano w okresach zimy w styczniu (61 kWh) oraz w grudniu (37 kWh) 2021 roku.

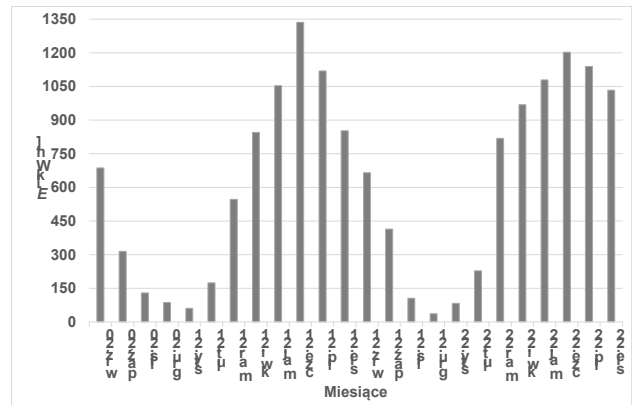
W celu porównania osiągnięć analizowanej instalacji z osiągnięciami innych instalacji można zastosować różne współczynniki [15, 16, 17, 18]. W niniejszej pracy wykorzystano współczynnik zastosowany w [17, 18], który jest najprostszy i tu zdefiniowany jako:

$$(1) \quad k_u = \frac{E_{sr}}{P_{nPV}}$$

gdzie: E_{sr} – uśredniona roczna energia uzyskana z instalacji PV [kWh], P_{nPV} – moc znamionowa generatora PV [kWp].

Dla instalacji w lokalizacji C widoczne jest ograniczanie oddawanej mocy, które może być spowodowane potencjalnymi zacienieniami, co wpływa na znaczne zaniżanie wartości współczynnika uzysku tej instalacji. W

pozostałych instalacjach zebrane dane nie wskazywały na występowanie w sposób znaczący tego zjawiska.



Rys.8. Produkcja energii elektrycznej w analizowanej instalacji w poszczególnych miesiącach okresu od 01.09.2020 do 31.08.2022

Wartości współczynnika k_u zestawiono w tabeli 2.

Tabela 2. Współczynniki uzysku analizowanej instalacji i instalacji porównawczych

Oznaczenie instalacji	E_{sr} [kWh]	k_u [kWh/kWp]
Omawiana	7492	848
C	3239	857
N	8781	901
R	9997	1006
S	17576	891
Z	5992	1068

Jeżeli chodzi o instalacje jednopłaszczyznowe, skierowane na południe lub z niewielkim odchyleniem od tego kierunku, to uzyskiwane współczynniki uzysku plasują się w okolicach wartości 1000 kWh/kWp (z wyjątkiem instalacji w lokalizacji C). Instalacje wielopłaszczyznowe wypadają gorzej, bowiem tu współczynnik ten osiąga wartości poniżej 900 kWh/kWp i mniej, przy czym najniższą wartość wyznaczono dla instalacji analizowanej.

Występowanie czynników ograniczających wytwarzanie energii elektrycznej w danej instalacji skutkuje zmniejszaniem tego współczynnika. Dodatkowym czynnikiem ograniczającym w instalacjach wielopłaszczyznowych, oprócz potencjalnie samego falownika, jest również to, że zawsze co najwyżej tylko część paneli posiada dobre ukierunkowanie, pozostałe już gorsze, co przekłada się na uzyski energii. Dla porównania w [18, 19] podano, że w polskich warunkach klimatycznych instalacja PV, prawidłowo wykonana i odpowiednio zlokalizowana (ukierunkowana), może wytwarzać energię z rocznym uzyskiem od 950 do 1025 kWh/kWp. Spośród zaprezentowanych instalacji tylko dwie mieszczą się w tym przedziale (lokalizacje R i Z) – obie są jednopłaszczyznowe.

Podsumowanie

W ramach niniejszej publikacji zaprezentowano zebrane informacje o pracy trójpłaszczyznowej „domowej” instalacji fotowoltaicznej i porównano je z osiągnięciami kilku innych instalacji takiego typu. Autor posiada bezpośredni dostęp do analizowanej instalacji, natomiast do pozostałych dysponował tylko udostępnionymi informacjami.

Stosunkowo mała liczba instalacji porównawczych wynikała z problemów z dostępnością potrzebnych danych, jak również ich wiarygodnością. Ostatecznie, spośród dostępnych, wybrano te instalacje PV, które spełniały odpowiednie kryteria (lokalizacja, okres pracy, posiadanie

optymalizatorów mocy), jak również których dane nie wzbudzały zastrzeżeń.

Uzyskane dane pozwoliły na kilka obserwacji. Jeżeli chodzi o krzywą generacji, to dla instalacji o liczbie płaszczyzn paneli większej od jednej może ona przybierać nieco inny kształt, odbiegający od krzywej idealnej, ze znacznym obniżeniem wartości szczytowej. Ponadto osiągnięta w dni słoneczne moc względna w tych instalacjach jest mniejsza, co również przekłada się na mniejsze osiągi takiej instalacji w uzyskach energii, odniesionych do mocy generatora PV (co obrazuje przyjęty do porównań współczynnik uzysku). Kolejna z obserwacji wskazała, że największe moce osiągnięte były w instalacji nie w dni w całości słoneczne, ale w dni ze zmienną pogodą. Charakter pogody przyczynił się również do tego, że instalacja charakteryzowała się znaczną zmiennością uzyskiwanej mocy, co z kolei może się przekładać na podobną zmienność napięcia w sieci, z którą instalacja współpracuje.

Instalacje „domowe” są trudne do scharakteryzowania, z punktu widzenia sieci. Dlatego często zakłada się przy analizach sieciowych, że osiągnięta moc maksymalna takiej instalacji odpowiada mocy znamionowej generatora PV. Jak wykazano na podstawie analizowanej i porównawczych instalacji, nie jest to prawdą, bowiem w samej instalacji PV może istnieć kilka elementów ograniczających tę generację. Zalicza się do nich ograniczenie mocy samego falownika, ale w przypadku instalacji wielopłaszczyznowych dochodzi fakt, że instalacja ta nie jest w stanie osiągnąć mocy znamionowej generatora PV ze względu na różne momenty osiągnięcia mocy maksymalnej w poszczególnych grupach paneli.

Zaprezentowane obserwacje odnoszą się do stosunkowo małej liczby instalacji i nie mogą stanowić ogólnego wyznacznika. Jedynie można stwierdzić, że instalacje wielopłaszczyznowe mają gorsze osiągi od jednopłaszczyznowych, ukierunkowanych na południe, a ich maksima generowanej mocy nie muszą przypadać na moment, w którym słońce osiąga najwyższy punkt na niebie. Uszczegółowienie zaprezentowanych obserwacji wymaga odpowiednich badań statystycznych, a także dostępności do większej liczby instalacji oraz posiadania danych z dłuższych okresów pracy.

Na zakończenie warto zwrócić uwagę na fakt, że choć wielopłaszczyznowe systemy PV charakteryzują się gorszymi osiągnięciami w czasie górowania słońca, to ich krzywa generacji może lepiej dopasowywać się do krzywej zapotrzebowania gospodarstwa domowego – ten aspekt wymaga jednak badań.

Autor: dr hab. inż. Robert Kowalak, Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Katedra Elektroenergetyki, ul. Gabriela Narutowicza 11/12, 80-233 Gdańsk, E-mail: robert.kowalak@pg.edu.pl

LITERATURA

- [1] Emarati M., Barani M., Farahmand H., Aghaei J., del Granado P. C., A two-level over-voltage control strategy in distribution networks with high PV penetration, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 130 (2021), 106763, ISSN 0142-0615, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.106763
- [2] Kowalak R., Voltage Conditions in a Low Voltage Grid with Connected Microgeneration, *Acta Energetica* 4/33 (2017), doi: 10.12736/issn.2300-3022.2017405
- [3] Kowalak R., Zmiany poziomów napięć w sieci niskiego napięcia z przyłączonymi źródłami generacji rozproszonej, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, ISSN 2353-1290, Nr 53 (2017)
- [4] Kumar D. S., Maharjan S., Albert, Srinivasan D., Ramp-rate limiting strategies to alleviate the impact of PV power ramping on voltage fluctuations using energy storage systems, *Solar Energy*, Volume 234 (2022), 377-386, ISSN 0038-092X, doi: 10.1016/j.solener.2022.01.059
- [5] Topolski Ł., Wpływ mikroinstalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry jakości energii elektrycznej oraz pracę agregatów w sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia, *Energetyka Rozproszona*, ISSN 2720-0973, zeszyt 4 (2021), doi: 10.7494/er.2021.4.41
- [6] Wancercz M., Miller P., Problemy napięciowe w instalacjach niskiego napięcia z dużą koncentracją mikroźródeł, *Przegląd Elektrotechniczny*, ISSN 0033-2097, R. 94 Nr 7 (2018), doi:10.15199/48.2018.07.08
- [7] Wang L., Yan R., Saha T. K., Voltage regulation challenges with unbalanced PV integration in low voltage distribution systems and the corresponding solution, *Applied Energy*, Volume 256 (2019), 113927, ISSN 0306-2619, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113927
- [8] Baran K., Leško M., Wachta H.: Badania pozycjonowania paneli fotowoltaicznych na terytorium Polski, *PAK* vol. 59, nr 10 (2013)
- [9] Hartner M., Ortner A., Hiesl A., Haas R., East to west – The optimal tilt angle and orientation of photovoltaic panels from an electricity system perspective, *Applied Energy*, Volume 160 (2015), 94-107, ISSN 0306-2619, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.08.097
- [10] Nęcka K., Knaga J., Analiza rentowności siłowni PV w zależności od warunków meteorologicznych, konstrukcyjnych i ekonomicznych siłowni, *Przegląd Elektrotechniczny*, ISSN 0033-2097, R. 95 Nr 1 (2019), doi:10.15199/48.2019.01.25
- [11] Frydrychowicz-Jastrzębska G., Janczak P., Instalacje fotowoltaiczne małej mocy, *Poznań University Of Technology Academic Journals, Electrical Engineering*, No 81 (2015)
- [12] Akagi S., Takahashi R., Kaneko A., Ito M., Yoshinaga J., Hayashi Y., Konda H., Determination of the most suitable voltage control method depending on photovoltaic installation rate, *2015 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Brisbane, QLD, Australia (2015), 1-5, doi: 10.1109/APPEEC.2015.7380935
- [13] Matuszczyk P., Poptawski T., Flaszka J., Wpływ natężenia promieniowania słonecznego i temperatury modułu na wybrane parametry i moc znamionową paneli fotowoltaicznych, *Przegląd Elektrotechniczny*, ISSN 0033-2097, R. 91 Nr 12 (2015), doi:10.15199/48.2015.12.40
- [14] PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/ (dostęp 26.10.2022.)
- [15] Ghiani E., Pilo F., Cossu S., On the performance ratio of photovoltaic installations, *2013 IEEE Grenoble Conference*, Grenoble, France (2013), 1-6, doi: 10.1109/PTC.2013.6652489
- [16] Gostein M., Hershey R., Dunn L., Stueve B., Performance analysis of photovoltaic installations in a Solar America City, *2009 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Philadelphia, PA, USA (2009), 002454-002456, doi: 10.1109/PVSC.2009.5411283
- [17] Mańnicki R., Lisowski M., Analiza efektywności wybranych instalacji fotowoltaicznych w północnej Polsce, *Przegląd Elektrotechniczny*, ISSN 0033-2097, R. 93 Nr 9 (2017), doi:10.15199/48.2017.09.20
- [18] Szymański B., Instalacje fotowoltaiczne, Wydanie VI. *Geosystem*, Redakcja GlobeEnergia, Kraków (2017)
- [19] Mirowski T., Sornek K., Potencjał energetyki prosumenckiej w Polsce na przykładzie mikroinstalacji fotowoltaicznych w budownictwie indywidualnym, *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*, Tom 18, Zeszyt 2 (2015), ISSN 1429-6675